

Área: Sustentabilidade | **Tema:** Temas Emergentes em Sustentabilidade

**ANÁLISE ECONÔMICA DE GERADORES FOTOVOLTAICOS EM UMA INDÚSTRIA DE MÉDIO
PORTE EM PORTO ALEGRE**

**ECONOMIC ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN A MEDIUM-SIZED INDUSTRY IN
PORTO ALEGRE**

Rodrigo Kaufmann Martinuzzi e Cristiano Roos

RESUMO

O melhor aproveitamento da energia solar fotovoltaica responde a questões de planejamento acerca da composição da matriz energética no Brasil, necessário frente à crescente demanda de energia elétrica e as preocupações ambientais da população. Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo analisar economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em uma indústria de médio porte em Porto Alegre. Para o desenvolvimento da análise, informações e dados foram coletados em campo, o que configura a natureza aplicada da pesquisa. Utilizou-se como procedimento técnico de pesquisa a modelagem e simulação. Como resultado, dois sistemas fotovoltaicos foram dimensionados tecnicamente, um de 23,76 kWp e outro de 39,6 kWp. Estes dois projetos em conjunto com a variação da Taxa Mínima de Atratividade do investidor e com o sistema de bandeiras tarifárias, configuraram o total de 24 cenários modelados. Foram utilizados métodos de Engenharia Econômica como VPL, TIR, PBS e PBD, além do indicador da energia nivelada LCOE, para as análises de viabilidade econômica. Como principal resultado, o cenário que apresenta o maior grau de atratividade econômica, correspondente ao sistema de 39,6 kWp, que obteve VPL igual à R\$ 334.502,27, TIR de 2,79% ao mês, PBS de 40 meses, PBD de 50 meses e LCOE de 0,1374 R\$/kWh. Assim, pôde-se concluir que há viabilidade econômica dos projetos de geração de energia elétrica desenvolvidos. Isso porque em 16 cenários a TIR superou a TMA da indústria de médio porte utilizada como caso neste trabalho.

Palavras-Chave: Engenharia econômica. Sistema fotovoltaico. Indústria de médio porte. Análise de investimento.

ABSTRACT

The best use of photovoltaic solar energy answers the questions about planning the composition of the energy matrix in Brazil, necessary in the face of the growing demand for electric energy and the population environmental concerns. In this context, the present work aims to analyze economically the installation of grid-connected photovoltaic panels in a medium-sized industry in Porto Alegre. For the development of the analysis, information and data were collected in field, which configures the applied nature of the research. Modeling and simulation were used as a research technical procedure. As a result, two photovoltaic systems were technically dimensioned, one of 23.76 kWp and another of 39.6 kWp. These two projects together, with the variation of the Minimum Acceptable Rate of Return of the investor and with the system of tariff flags, configured the 24 scenarios modeled. Economic Engineering methods such as NPV, IRR, Simple Payback and Discounted Payback were used, as well as the LCOE levelized energy indicator, for economic viability analyzes. As the main result, the scenario with the highest economic attractiveness, corresponding to the 39.6 kWp system, obtained NPV of R\$ 334,502.27, monthly IRR of 2.79%, Simple Payback of 40 months, Discounted Payback of 50 months and LCOE of 0.1374 R\$/kWh. Thus, it was possible to conclude that there is economic viability of the electric power generation projects developed. This is because in 16 scenarios the IRR exceeded the MARR of the medium-sized industry used as a case in this work.

Keywords: Economic engineering. Photovoltaic system. Medium-sized industry. Investment analysis.

ANÁLISE ECONÔMICA DE GERADORES FOTOVOLTAICOS EM UMA INDÚSTRIA DE MÉDIO PORTE EM PORTO ALEGRE

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica no Brasil que é proporcional à ascensão econômica (KANNAN; VAKEESAN, 2016), traz à tona problemas de planejamento para a manutenção do seu fornecimento e, principalmente, da composição da matriz energética nacional. As decisões acerca dessas questões devem ser tomadas com bastante antecipação, de modo que as condições adequadas estejam estabelecidas para incentivar opções renováveis de geração de energia elétrica que, por sua vez, devem estar disponíveis para a sociedade no momento em que forem necessárias (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016).

Este estudo mostra-se necessário em função da composição da matriz energética elétrica brasileira que, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2019), possui 60,85% da produção de energia elétrica com origem hídrica que, apesar de considerada renovável, é discutível quanto à sua sustentabilidade. Como alternativa tem-se a fonte solar, que pode ser explorada para a geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos e, mesmo com a grande disponibilidade de incidência solar no Brasil, representa apenas 1,21% da produção total (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

Com relação ao desenvolvimento desse modelo de geração no Brasil, sua introdução foi baseada em projetos pilotos nas últimas décadas, principalmente desenvolvidos em universidades e centros de pesquisa (FERREIRA, 2018). Fato que mostra a importância do meio acadêmico para estimular o mercado e popularizar tal tecnologia.

O presente trabalho justifica-se pela necessidade de mais estudos aplicados sobre instalações fotovoltaicas. Também é justificado pela oportunidade de dispor este trabalho como um caso adicional para contribuir com o desenvolvimento prático dessa área. Deseja-se especialmente fornecer utilidade futura para pequenas instalações, como em indústrias que desejam avaliar tal alternativa de geração de energia. Assim, o objetivo do presente trabalho é analisar economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em uma indústria de médio porte na cidade de Porto Alegre.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Estima-se no país uma maior viabilidade do mercado de sistemas fotovoltaicos, pois se assume a manutenção tarifária ao longo do tempo e o menor custo nivelado dos produtos, que considera parâmetros de investimento inicial, custos de operação, manutenção e fatores de capacidade de produção (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016). Tais justificativas sugerem o crescimento deste modelo de geração, sustentado pelo cenário de referência, que estima para o ano de 2040 um aumento para 4,7% da carga total do Sistema Interligado Nacional (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016). A fonte solar é considerada uma fonte não poluidora do meio ambiente e inesgotável, na qual se destaca a ausência de qualquer gênero de efluentes sólidos, líquidos ou gasosos durante a produção de eletricidade (GOLDEMBERG; PALETTA, 2012). Representa uma fonte promissora de crescimento também devido a sua capacidade de gerar eletricidade de modo amplamente integrado ao meio urbano (DAVI, 2016), circunstâncias que solidificam ainda mais a opção por essa tecnologia.

2.1 CENÁRIO ECONÔMICO BRASILEIRO

Apesar do destacável potencial à geração de energia solar fotovoltaica, até mesmo superior ao de países que já utilizam largamente essa fonte, o Brasil ainda carece de incentivos para viabilizar projetos nesse sentido (NASCIMENTO, 2017). Relacionado a essa carência, segundo Silva (2015), o custo inicial para implementação desse sistema representa um obstáculo, principalmente para pequenas instalações. Cabe ressaltar, segundo o mesmo autor, a disposição nacional de outras energias limpas e economicamente mais atrativas que a fonte solar, o que atrasa a implantação de políticas como as encontradas em outros países, que realmente dependem dessa alternativa para compor a matriz energética. Contudo, políticas públicas vêm sendo criadas para incentivar o crescimento dessa tecnologia.

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) possibilita, com criação e extensão de linhas de crédito e projetos de financiamento, a instalação de sistemas de geração distribuída (VALE et al., 2017). É interesse desse programa o estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com a exploração de fontes renováveis e em especial a solar (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015). Como já citado, o investimento inicial desses projetos representa um grande empecilho e, frente a isso, o ProGD incentiva também os fabricantes por meio de capacitação profissional e equipamentos para a geração distribuída (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015). No caso de produtos importados para a geração fotovoltaica, reduz-se a alíquota de 14% para 2% dos impostos, estendendo-se ao campo fiscal, no qual também limita a tributação do ICMS e PIS/COFINS à energia consumida, já descontada a parcela abatida pelo consumidor (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015).

Mesmo com os incentivos criados, a geração fotovoltaica ainda representa parcela muito pequena na produção nacional e outra causa disso, segundo Silva (2015), é o foco das políticas serem para a minigeração e microgeração. Ademais, o mercado nacional ainda depende em demasia de equipamentos importados, algo que agrava o já elevado custo da instalação, não apenas pelos impostos, como também pela desvalorização da moeda nacional (VALE et al., 2017).

2.2 ESTUDOS RELACIONADOS

A ampla faixa de potência obtida para sistemas fotovoltaicos, possível por sua característica modular de construção, permite uma vasta gama de aplicações (BRAGA, 2008). Por isso, é importante definir os parâmetros necessários para dimensionar e analisar a viabilidade técnica e econômica desse tipo de projeto, pois mesmo considerado um modelo de custo elevado para a produção de energia elétrica, em alguns casos representa o mais indicado para tal finalidade. Paralelo a isso, segundo Braga (2008), empresas e a sociedade civil como um todo tendem a adotar políticas e postura ambiental de maior responsabilidade e sustentabilidade. Nesse contexto, é interessante que sejam investigadas as metodologias utilizadas para verificar a viabilidade econômica desses sistemas em outros trabalhos.

Ngan e Tan (2011) analisaram economicamente a viabilidade de sistemas híbridos fotovoltaicos aplicados em uma cidade do sul da Malásia, com a utilização do *software* de simulação *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER). Nesse caso, os dados de entrada consistiram na taxa de juros anual, custos iniciais de instalação e tempo de vida do projeto, além de incluir o custo nivelado da energia para melhores resultados. Li, Boyle e Reynolds (2011), em um trabalho semelhante, no qual foram analisados sistemas puramente fotovoltaicos destinados à residências na Irlanda, fazem também o emprego do Excel para implementação dos parâmetros. Nesse caso, a metodologia consistiu em três etapas: determinar a geração de carga elétrica doméstica por hora, calcular a potência de um sistema fotovoltaico

doméstico e determinar o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* Descontado (PBD).

VPL e TIR também foram calculados para testar a viabilidade econômica no estudo de expansão de sistemas fotovoltaicos na americana *University of New Hampshire*, por Lee et al. (2016). Já Mondal e Islam (2010), determinaram, através dos custos de investimento, operação e manutenção, ciclo de vida dos painéis e dos inversores, bem como da oferta de preço do governo pela energia elétrica os valores de TIR, VPL, *Levelized Cost of Energy* (LCOE) e *Payback* Simples (PBS) em Bangladesh. Ainda para sistemas conectados à rede, porém no norte da Nigéria, Adaramola (2014) constatou, pelos métodos de LCOE e VPL, a possibilidade de tornar viável esse modelo de geração, pois depende do elevado custo inicial que deve ser compensado por políticas governamentais de incentivo. Vistos esses estudos de caso, verificou-se quais são os parâmetros fundamentais para analisar economicamente a instalação de sistemas fotovoltaicos.

2.3 ENGENHARIA ECONÔMICA

Engenharia Econômica consiste, segundo Quiza (2011), no estudo que objetiva a avaliação financeira acerca de um investimento através de métricas quantitativas que determinam uma escolha. É importante salientar a necessidade de dispor de mais de uma alternativa de investimento a ser analisada, pois sem opções para comparar, não há decisão a ser tomada (AVILA, 2013). Segundo Nakano (1967), as funções da Engenharia Econômica podem ser resumidas como o estudo da rentabilidade comparada de alternativas, com a avaliação quantitativa de opções em termos de rentabilidade e custo econômico. A base para os métodos avaliados é a matemática financeira que, por sua vez, define-se como a área da matemática que retrata as relações de equivalência de capital, com o foco no binômio tempo e dinheiro (AVILA, 2013). Detalham-se então as técnicas a serem utilizadas que, com a análise conciliada dos indicadores, definem a viabilidade econômica do investimento analisado.

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é definida como a menor rentabilidade requerida para a remuneração de um projeto, ou seja, a remuneração correspondente de cada alternativa de investimento analisada (AVILA, 2013). Então, para um projeto ser considerado economicamente viável, a taxa de rendimento deve alcançar ou exceder a TMA (BLANK; TARQUIN, 2008). A transferência de todas as variações esperadas de fluxo de caixa, a uma taxa igual à TMA, para o tempo presente consiste o Método do VPL. É, assim, o deslocamento para o período zero de todo fluxo de caixa, incluindo entradas e saídas esperadas, considerada a taxa de juros do período e o investimento em análise (TORRES, 2004). Para a verificação desse método, segundo Torres (2004), é de interesse do investidor que o resultado obtido seja positivo ou, no mínimo, nulo, sendo que quanto maior o valor mais interessante economicamente torna-se o projeto. Para determinar a remuneração do capital investido em termos percentuais, utiliza-se o método da Taxa Interna de Retorno (TIR), que representa a porcentagem exata de rendimento do projeto (TORRES, 2004). Propõe-se que seja calculada a taxa que zere o valor presente encontrado para o fluxo de caixa, sendo considerados projetos rentáveis aqueles com a TIR excedente à TMA (ARDIVEL, 2015).

O tempo necessário para se obter o retorno do investimento de um projeto também pode ser empregado como critério para a análise econômica. Nesse caso, tem-se o *Payback* Simples, definido como a análise do período de tempo necessário para a proposta de projeto alcançar o equilíbrio, ou seja, gerar lucros suficientes para zerar o valor investido (QUIZA, 2011). A principal ponderação acerca desse método é, segundo Assaf Neto e Lima (2009), a desconsideração do efeito do tempo sobre o capital, o que distorce o resultado calculado para uma previsão aproximada. Isso justifica-se pelo tempo devido para recuperar o investimento representar um grau de imobilização do capital, que quanto maior for, maior o risco associado

ao projeto (AVILA, 2013). Já no *Payback* Descontado considera-se o valor do dinheiro no tempo, adequando-se o fluxo de caixa futuro conforme o custo do capital. (PRATES, 2016)

Para comparar diferentes tecnologias de geração de energia tem-se o Custo Nivelado da Eletricidade (*Levelized Cost of Energy* - LCOE), que reflete o custo por megawatt-hora (MW/h) gerado, considerado o investimento de construção e operação durante a vida financeira e ciclo de trabalho assumido (U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2018). O LCOE também pode assumir o custo mínimo pelo qual a eletricidade deve ser vendida para que se atinja o ponto de equilíbrio durante a vida útil do projeto (LAI; CCULLOCH, 2016). Esse método, baseado no que apresenta Ueckerdt et al. (2013), auxilia na integração de fontes renováveis de geração de energia, além de ser útil no incentivo de pesquisas para a obtenção de uma matriz energética diversificada e, portanto, de maior solidez e confiabilidade econômica.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Tão importante quanto à descrição dos procedimentos metodológicos de uma pesquisa é a sua própria classificação, possível a partir da determinação de critérios. Seguindo as definições de Prodanov e Freitas (2013), essa pesquisa pode ser classificada quanto: à natureza: aplicada, pois objetiva proporcionar conhecimento para uma aplicação prática dirigida à solução de um problema específico; aos objetivos: descritiva, pois visa descrever as características de um fenômeno e estabelecer relações entre suas variáveis; à forma de abordagem do problema: quantitativa, pois traduz as informações em números para analisá-las; e, adotando Miguel (2012), quanto aos procedimentos técnicos: modelagem e simulação, pois envolve o uso de técnicas matemáticas e computacionais para descrever e simular o funcionamento de um sistema.

Na primeira etapa do trabalho, que consiste na introdução, preocupou-se em definir o tema, as justificativas que demonstram a importância deste estudo, bem como, o seu objetivo. Assim sendo, buscou-se contextualizar as atuais condições de geração da tecnologia fotovoltaica e evidenciar os motivos para uma boa perspectiva futura, principalmente no quadro nacional. O referencial teórico, elaborado na sequência, teve o intuito de detalhar o cenário político-econômico brasileiro e, já no campo das aplicações, determinar quais são os parâmetros para sua utilização e como analisar esse tipo de investimento. Essas determinações foram baseadas na abordagem de outros trabalhos com problemas semelhantes, de forma a apresentar alternativas para o entendimento e propor soluções ao problema deste trabalho.

Conforme as referências consultadas, definiram-se os seguintes parâmetros para realizar os cálculos da viabilidade econômica do presente projeto: custo de aquisição de sistemas fotovoltaicos, custos de manutenção e operação, depreciação dos equipamentos, taxa mínima de atratividade, correção monetária e custos de energia. Os custos de aquisição dos módulos fotovoltaicos, bem como do restante dos equipamentos necessários para a montagem do sistema, foram obtidos a partir de orçamentos feitos em uma empresa do setor na cidade de Santa Maria, Rio Grande do Sul. Com essa consulta, também determinaram-se as vidas úteis dos equipamentos e quais os custos gerados pelas suas manutenções e operações. Com base na vida útil de cada um, calcularam-se as depreciações dos mesmos a partir do método linear, considerado o mais simples e utilizado, o qual atribui uma taxa igual de depreciação para todos os períodos (DICIONÁRIO FINANCEIRO, 2018).

A TMA foi informada pela empresa cenário deste estudo, conforme uma taxa genérica definida para qualquer investimento realizado pela mesma. Para determinar a inflação empregada, analisaram-se as taxas médias anuais dos últimos 10 anos, a partir de dados da Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2018), com o valor corrigido pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo IBGE. O custo tarifário da geração de energia elétrica foi obtido através das faturas de energia elétrica cedidas pela

empresa cenário deste estudo. Tais documentos também são importantes para quantificar o potencial necessário de geração dos sistemas propostos.

Com o objetivo de desenvolver uma análise mais ampla, ou seja, na qual considera-se mais de uma opção de investimento, diferentes condições foram utilizadas para modelar o total de 24 cenários. Para isso, realizou-se a combinação entre dois diferentes potenciais de geração de energia elétrica do sistema, três variações de Taxa Mínima de Atratividade e a relação das quatro bandeiras tarifárias. Determinadas todas as informações necessárias, iniciaram-se as aplicações dos métodos de Engenharia Econômica para análise da viabilidade dos investimentos. Utilizaram-se então os seguintes métodos: VPL, TIR, *Payback* Simples, *Payback* Descontado, com o auxílio do *software* Microsoft Excel, e sequentemente relacionados com o método do LCOE. Por fim, os dados foram organizados e discutidos com a relação a seus resultados práticos.

4 RESULTADOS

4.1 COLETA DE DADOS E CENÁRIOS

Inicialmente, caracterizou-se o cenário em estudo, ou seja, quantificaram-se o consumo a ser suprido, o custo tarifário da energia elétrica no local instalado, a potência de instalação dos sistemas propostos e os índices de TMA e correção monetária para o investimento e período analisados.

Para determinar o consumo de energia elétrica no prédio da empresa analisaram-se as tarifas de energia elétrica. Essas, posteriormente, serviram para dimensionar os modelos de sistemas fotovoltaicos comerciais adequados para suprir tal demanda. Os dados foram obtidos nos documentos da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), nos quais estão especificados os consumos mensais da empresa. No período analisado, entre agosto de 2017 e julho de 2018, registrou-se como mínimo o consumo diário de 81,25 quilowatt-hora (kWh), em agosto de 2017, e como máximo, em fevereiro de 2018, o consumo diário de 134,57 kWh. Para o período total investigado, calculou-se o consumo médio diário de 109,12 kWh, dado que foi a base para o dimensionamento técnico do sistema.

A partir desse valor, dimensionaram-se duas propostas baseadas em sistemas fotovoltaicos comerciais. Esse dimensionamento ocorreu em parceria com uma empresa, situada na cidade de Santa Maria, que realiza a instalação desses sistemas. Conforme a variação observada no consumo mensal de energia elétrica ao longo do ano, os projetos propostos baseiam-se na média mensal de consumo, de aproximadamente 3.326 kWh/mês. O primeiro projeto propõe-se fornecer a demanda mínima, apresentada principalmente nos meses de inverno, e consiste em aproximadamente 75% da média mensal ao longo do ano. Enquanto o segundo projeto visa atender aproximadamente 125% da demanda média mensal, já que garante essa geração quando, nos meses de verão, esse valor é praticamente alcançado, além de considerar possíveis ampliações na instalação da empresa. Ambos sistemas, junto a seus detalhes técnicos, estão apresentados na Tabela 1. Para complementar a montagem dos sistemas, indica-se a utilização de um inversor de 25kW para o de menor capacidade e um de 30 kW para o de maior. Também devem-se utilizar 4 módulos de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) em ambos os sistemas.

Tabela 1 – Projetos de sistemas fotovoltaicos propostos

Projetos	Número de painéis	Potência nominal (kWp)	Média de geração mensal (kWh)	Custo de Instalação (R\$)
Proposta 1	72	23,76	2.592	92.664,00
Proposta 2	120	39,6	4.320	124.640,00

Fonte: autor (2018).

Com essas informações, pôde-se estimar os custos de manutenção apresentados por cada um deles, já que esse representa um importante parâmetro para conservação da eficiência dos sistemas fotovoltaicos. As manutenções necessárias relacionadas aos sistemas são a limpeza das placas, de custo proporcional à quantidade de placas instaladas, bem como, a troca dos módulos DPS e dos inversores. Os módulos DPS possuem custo unitário aproximado de R\$ 200,00 e são trocados sempre que descargas elétricas e sobretensões atingem a rede elétrica, neutralizadas por tais dispositivos. A frequência de troca, que depende da média de surtos atmosféricos e anormalidades da rede, foi estimada a cada 5 anos pela empresa consultada, conforme dados históricos da prestação desse serviço. O custo dos inversores é, segundo a mesma empresa, de R\$ 24.500,00 para o de 25 kW e de R\$ 28.000,00 para o de 30 kW. Esse dispositivo, utilizado para modificar a corrente contínua para alternada, deve ser trocado a cada período de 10 anos de utilização. A relação de custos e frequências relacionada à manutenção está exposta na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros de manutenção dos sistemas fotovoltaicos

Manutenção	Frequência (anos)	Custo unitário por manutenção (R\$)	
		Proposta 1	Proposta 2
Limpeza das placas	0,5	1.400,00	2.333,33
Troca do DPS	5	800,00	800,00
Troca do inversor	10	24.500,00	28.000,00

Fonte: autor (2018).

O valor da tarifa de energia elétrica, relacionado às suas mudanças ao longo do tempo e aos fatores que o compõe, também são critérios importantes na análise econômica desse tipo de projeto de investimento. Assim como o consumo, esses dados foram obtidos através das faturas emitidas pela CEEE e fornecidas pela companhia, nas quais consta que a empresa está enquadrada no subgrupo B3 e classe Comercial. Esse subgrupo, conforme definido na Resolução Normativa número 414/2010, é pertencente ao Grupo B e composto por unidades consumidoras com tensão de fornecimento inferior à 2,3 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Com isso, consultou-se o relatório de Tarifas e Custos dos Serviços, para definir os custos unitários da energia, em R\$/kWh, nas modalidades de tarifa convencional e horária branca, na qual os horários dividem-se em: de ponta; intermediário; fora de ponta (COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018). Para essas tarifas, apresentadas na Tabela 3, não estão incluídas as alíquotas de ICMS e PIS/COFINS, bem como os custos adicionais compensados através do sistema de bandeiras tarifárias.

Tabela 3 – Tarifa de energia elétrica em R\$/kWh

Modalidade	1. Convencional	2. Horária Branca		
		2.1. Ponta	2.2. Intermediário	2.3. Fora Ponta
Tarifa	R\$ 0,5476	R\$ 1,03675	R\$ 0,67222	R\$ 0,48452

Fonte: adaptado de Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018).

Contudo, os valores dos tributos já estão inclusos nas tarifas utilizadas como referência para os cálculos, então, para se obter o valor final, incluem-se apenas os valores das bandeiras tarifárias, acréscimo relacionado à condição de geração de eletricidade. Esse sistema está em vigor desde o ano de 2015 e é representado por três cores de bandeiras: verde, amarela e vermelha, composta pelos patamares 1 e 2, que indicam se há ou não esse incremento no valor da energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Para a bandeira verde, que retrata as condições mais favoráveis para a sua geração, não há o acréscimo. Para a bandeira amarela, o acréscimo é de R\$ 0,01 por kWh. Para a bandeira vermelha, que representa as condições mais custosas de geração de energia, têm-se os acréscimos de R\$ 0,03 para o patamar 1, e de R\$ 0,05 para o patamar 2, por kWh.

Para o período inicial utilizou-se então como base o valor de R\$ 0,770051 R\$/kWh, conforme valor obtido no último mês analisado e que, para os períodos futuros, foi corrigido com o índice da inflação média anual correspondente. Esse índice, calculado conforme a equação referente à Taxa de Juros Equivalente, foi de 6,0529% ao ano. Já a Taxa Mínima de Atratividade, informada pela empresa a um valor genérico para qualquer investimento, foi de 2,0% ao mês. Para ampliar as situações analisadas, então, decidiu-se contemplar adicionalmente a TMA de 1,0% ao mês e de 3,0% ao mês.

Com a definição de todos os critérios que compõe os cenários, foi possível modelá-los. Os parâmetros determinantes de cada cenário estão apresentados no Quadro 1.

Quadro 1 – Cenários modelados e seus parâmetros

	Proposta 1 (23,76 kWp)			Proposta 2 (39,6 kWp)		
Bandeira Verde	1	5	9	13	17	21
Bandeira Amarela	2	6	10	14	18	22
Bandeira Vermelha I	3	7	11	15	19	23
Bandeira Vermelha II	4	8	12	16	20	24
TMA (ao mês)	1,00%	2,00%	3,00%	1,00%	2,00%	3,00%

Fonte: autor (2018).

4.2 VIABILIDADE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS

Com a combinação de todos os dados apresentados, divididos conforme os cenários e organizados na forma de fluxos de caixa, tornou-se possível a aplicação dos devidos métodos de Engenharia Econômica. A apresentação dos resultados obtidos está dividida e ordenada conforme as bandeiras vigentes, pois assim reduz-se a quantidade de dados em cada tabela, de forma a facilitar a visualização e permitir a comparação entre produtos da mesma realidade tarifária.

Para os cálculos do VPL, da TIR e do LCOE foram considerados um período de 300 meses, definido pela empresa referência como tempo de vida útil dos sistemas fotovoltaicos. Assim, os resultados de VPL, TIR, PBS e PBD atrelados aos cenários 1, 5, 9, 13, 17 e 21 estão

apresentados na Tabela 4, calculados conforme a bandeira verde como parâmetro vigente. Essa bandeira configura a situação menos favorável para a instalação de sistemas fotovoltaicos, pois considera o menor preço possível a ser pago à concessionária na tarifa de energia elétrica.

Tabela 4 – Resultados com relação à bandeira verde

Potência instalada	TMA (ao mês)	Cenário	VPL (R\$)	TIR (ao mês)	PBS (meses)	PBD (meses)
23,76 kWp	1,0%	1	173.104,27	2,36%	47	63
	2,0%	5	20.838,96	2,36%	47	107
	3,0%	9	-23.256,04	2,36%	47	VPL < 0
39,6 kWp	1,0%	13	313.993,82	2,65%	43	53
	2,0%	17	56.067,68	2,65%	43	80
	3,0%	21	-18.470,66	2,65%	43	VPL < 0

Fonte: autor (2018).

Conforme observado na Tabela 4, a partir dos resultados positivos de VPL, os cenários 1, 5, 13 e 17 são considerados viáveis economicamente e apenas os cenários 9 e 21 não viáveis. Isso se confirma no cálculo do PBD, no qual as alternativas não viáveis não apresentam um período de retorno dentro dos 300 meses de análise. Enquanto os cenários viáveis apontam para diferentes períodos, que variam entre prazos razoáveis, como de 53 meses (4 anos e 5 meses) no cenário 13, até mais longos, de 107 meses (8 anos e 11 meses), no cenário 5. Pode-se perceber que para um estudo mais raso, no qual o PBS pode ser considerado suficiente, todos os projetos mostram-se viáveis, o que demonstra a importância de traduzir os valores do fluxo de caixa para o presente a partir da TMA da empresa. A TMA, aliás, também mostrou-se fator determinante que, quando utilizado o seu maior valor, de 3,0% ao mês, atuou de forma negativa para a viabilidade econômica dos projetos.

Para os resultados seguintes utilizou-se a bandeira amarela como referência tarifária no desenvolvimento dos cálculos, o que significa um acréscimo de R\$ 0,01 por kWh consumido. Apresentam-se na Tabela 5 os resultados dos métodos VPL, TIR, PBS e PBD para os cenários 2, 6, 10, 14, 18 e 22.

Tabela 5 – Resultados com relação à bandeira amarela

Potência instalada	TMA (ao mês)	Cenário	VPL (R\$)	TIR (ao mês)	PBS (meses)	PBD (meses)
23,76 kWp	1,0%	2	175.565,29	2,38%	47	62
	2,0%	6	22.131,55	2,38%	47	104
	3,0%	10	- 22.392,16	2,38%	47	VPL < 0
39,6 kWp	1,0%	14	318.095,51	2,68%	41	53
	2,0%	18	58.222,00	2,68%	41	79
	3,0%	22	- 17.030,86	2,68%	41	VPL < 0

Fonte: autor (2018).

A partir desses resultados, pode-se perceber a semelhança com aqueles apresentado na Tabela 4, já que o valor de acréscimo relacionado à bandeira amarela é pequeno. Novamente, a TMA foi o fator determinante para a viabilidade econômica dos projetos, que mostram-se viáveis nos cenários 2, 6, 14 e 18, nos quais a TMA utilizada foi de 1,0% ao mês e 2,0% ao

mês. Para a TMA de 3,0% ao mês ambos os projetos são considerados não viáveis economicamente, já que apresentam VPL negativo para o período considerado. Os períodos de PBD para os projetos viáveis variam entre 53 meses (4 anos e 5 meses), no cenário 2, até 104 meses (8 anos e 8 meses), no cenário 6, ambos considerados prazos razoáveis de retorno frente à dimensão do projeto.

A próxima etapa define os indicadores para os cenários compostos pela bandeira vermelha patamar 1. Os resultados dos métodos de análise para os cenários 3, 7, 11, 15, 19 e 23, referentes a bandeira vermelha patamar 1, estão apresentados na Tabela 6.

Nesse caso, o acréscimo atrelado à bandeira vermelha patamar 1 é de R\$ 0,03 por kWh consumido, o que influencia de forma positiva nos resultados quando comparados aos das bandeiras verde e amarela. Pode-se perceber, então, um aumento dos resultados do VPL e da TIR para todos os cenários, pois os sistemas irão compensar uma energia mais cara unitariamente. Já o PBD apresenta valores ainda menores que, para os projetos viáveis, variam entre 51 meses (4 anos e 3 meses), no cenário 15, até 99 meses (8 anos e 3 meses), no cenário 7. Os projetos com TMA considerada em 3,0% ao mês mostraram-se, novamente, não viáveis segundo os métodos VPL, TIR e PBD. Este fato que mostra a importância da TMA para uma análise econômica, já que define, em função do tempo, qual o real valor do capital a ser investido.

Tabela 6 – Resultados com relação à bandeira vermelha patamar 1

Potência instalada	TMA (ao mês)	Cenário	VPL (R\$)	TIR (ao mês)	PBS (meses)	PBD (meses)
23,76 kWp	1,0%	3	180.487,32	2,43%	46	60
	2,0%	7	24.716,74	2,43%	46	99
	3,0%	11	- 20.664,40	2,43%	46	VPL < 0
39,6 kWp	1,0%	15	326.298,89	2,73%	41	51
	2,0%	19	62.530,64	2,73%	41	75
	3,0%	23	- 14.151,27	2,73%	41	VPL < 0

Fonte: autor (2018).

Por fim, na Tabela 7 são apresentados os resultados da aplicação dos métodos citados com a bandeira vermelha patamar 2, que implica em um acréscimo de R\$ 0,05 por kWh consumido. Como pode-se prever para esse caso, os valores relacionados aos métodos são os que se mostram mais favoráveis em relação à viabilidade econômica dos projetos de investimento, condizente ao maior acréscimo considerado na tarifa energética.

Tabela 7 – Resultados com relação à bandeira vermelha patamar 2

Potência instalada	TMA (ao mês)	Cenário	VPL (R\$)	TIR (ao mês)	PBS (meses)	PBD (meses)
23,76 kWp	1,0%	4	185.409,35	2,47%	45	58
	2,0%	8	27.301,92	2,47%	45	93
	3,0%	12	- 18.936,65	2,47%	45	VPL < 0
39,6 kWp	1,0%	16	334.502,27	2,79%	40	50
	2,0%	20	66.839,28	2,79%	40	71
	3,0%	24	- 11.271,68	2,79%	40	VPL < 0

Fonte: autor (2018).

O resultado do VPL de R\$ 334.502,27 para o cenário 16 foi o maior valor encontrado para esse indicador dentre todos os cenários analisados. Mesmo que constituam os cenários mais vantajosos dentre os apresentados, seus resultados são de importante análise devido à realidade das tarifas pagas pela empresa, na qual em 7 das 12 faturas concedidas apresentam o custo adicional relacionado à bandeira vermelha patamar 2. A partir da inviabilidade apenas dos cenários 12 e 24, que consideram TMA em 3,0% ao mês, reitera-se a relevância desse parâmetro para a análise. Para os cenários viáveis, os valores obtidos de PBD representam curtos períodos de retorno, principalmente para os que configuram o projeto de maior capacidade de geração, que variam entre 50 meses (4 anos e 2 meses), no cenário 16, e 71 meses (5 anos e 11 meses), no cenário 20. Para os de menor geração, o prazo máximo de PBD é de 93 meses (7 anos e 9 meses), calculados conforme a TIR considerada pela empresa de 2,0% ao mês.

4.3 MÉTODO LCOE

O método LCOE traduz todos os custos esperados ao longo da vida útil do projeto, desde a instalação até as manutenções necessárias e, portanto, é um interessante método a ser analisado neste estudo. Seus resultados são obtidos em moeda corrente, no caso o real, em função da unidade de quilowatt-hora, o que facilita a comparação entre as alternativas consideradas.

Na execução dos cálculos, para encontrar o valor que será dividido pela produção total multiplica-se o custo de instalação pelo Fator de Recuperação do Capital, ou CRF, e então somam-se todos os outros custos de manutenção. Os valores obtidos para o CRF dependem da TMA e do período considerados e, logo, possuem 3 valores distintos para os 24 cenários. Seus resultados estão apresentados na Tabela 8, em conjunto com a média de produção e os custos de instalação e manutenção que determinam o LCOE final de cada projeto. Os valores de LCOE variam a cada 4 cenários, já que a TMA e os investimentos totais de cada um variam desta forma.

Tabela 8 – Resultados do LCOE com relação aos cenários

Cenário	Média de geração mensal	Custo de instalação	Custo de manutenção	CRF	LCOE (R\$/kWh)
1 ao 4	2.592 kWh	R\$ 92.664,00	R\$123.000,00	0,010532241	0,159434104
5 ao 8				0,020052738	0,160568630
9 ao 12				0,030004227	0,161754516
13 ao 16				0,010532241	0,137410927
17 ao 20	4.320 kWh	R\$134.640,00	R\$176.665,50	0,020052738	0,138400000
21 ao 24				0,030004227	0,139433850

Fonte: autor (2018).

Conforme os resultados apresentados, todos os valores de LCOE representam cenários viáveis, comparando-os com as tarifas pagas pela unidade de energia elétrica no período analisado. A maior variação entre os valores de Custo Nivelado da Eletricidade mostrou-se entre os projetos de diferentes capacidades de geração, visto que ambos apresentam custos distintos de instalação e manutenção. Entre eles, apenas a variação do CRF, ocasionado pelas Taxas Mínimas de Atratividade, fez com que a diferença do custo nivelado seja pequena.

Os cenários mais favoráveis relacionados à esse método são os que retratam os sistemas de maior geração média ao mês, de 4.320 kWh, justamente por resultarem em uma alta

produção. Essa informação condiz com os resultados apresentados nos outros métodos, nos quais o projeto de maior capacidade já se mostrava mais vantajoso. Utilizando a TMA definida pela empresa, de 2,0% ao mês, os resultados de LCOE obtidos foram de 0,16056863 R\$/kWh para o sistema de 2.592 kWh de geração média mensal e 0,1384 R\$/kWh relacionado ao sistema de 4.320 kWh.

4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com os resultados apresentados, verificou-se a viabilidade econômica de todos os cenários propostos relacionados à TMA de 1,0% e 2,0% ao mês, consideradas as diferentes bandeiras tarifárias e capacidades de geração de energia elétrica do projeto. Já para os cenários com a TMA igual a 3,0% ao mês, os métodos de Engenharia Econômica indicaram a inviabilidade econômica. Nesses casos, para a bandeira vermelha patamar 2 encontraram-se os resultados mais próximos da viabilidade econômica, com TIR igual a 2,79% ao mês, ou seja, 0,21% inferior à TMA. A análise da TIR é interessante para a avaliação individual dos cenários, além de, ao tomar a TMA como referência, quantificar percentualmente as diferenças de rendimento entre esses.

Com isso, pode-se demonstrar a vantagem de viabilidade econômica do sistema de 39,6 kWp, motivada pelo acréscimo nos custos entre os projetos de 45,30% para a instalação e 43,63% para a manutenção, frente a um aumento de 66,67% na média de geração do sistema, ou em outras palavras, de 2.592 kWh para 4.320 kWh. Assim, a diferença de geração de energia elétrica torna-se um fator importante, que pode ou não ser utilizado diretamente pela empresa. E no caso de não ser, deve passar a uma análise dos custos de recuperação da parcela excedente.

Nesse caso, o sistema deve estar ligado a um medidor de energia, para que se estabelecido o excesso, o mesmo seja transferido à rede principal. Segundo a legislação vigente, amparada pela Resolução Normativa número 687, a energia excedente não pode ser vendida à concessionária, mas sim retornada na forma de crédito para a utilização do consumidor em até 60 meses (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Conforme o relatório de tarifas e custos dos serviços, divulgado pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018), o valor de referência para o faturamento de energia excedente, por unidade registrada, é de R\$ 0,31654, o que corresponde a 52,9113% menos que o preço cobrado para o subgrupo B3, classe comercial na modalidade branca e horário intermediário, ainda sem o acréscimo dos impostos.

É também interessante comparar os resultados obtidos com os de outros estudos semelhantes, como os anteriormente expostos na seção do referencial teórico. Para tal, considera-se a taxa de conversão do dólar comercial americano para o dia 8 de janeiro de 2019, na qual 1 dólar dos EUA/USD é igual a 3,7208 real Brasil/BRL (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019). Com relação aos valores de VPL e LCOE, para o sistema de potência nominal igual a 23,76 kWp, os maiores obtidos foram de, respectivamente, US\$ 49.830,51 e US\$ 0,042849415 por kWh, e para o de 39,6 kWp, US\$ 89.900,63 e US\$ 0,036930479 por kWh gerado.

No trabalho desenvolvido por Lee et. al (2016), no qual foram utilizados dados de um pequeno sistema fotovoltaico para analisar a sua expansão em uma universidade americana, conclui-se a sua viabilidade econômica a partir do VPL de US\$ 81.996,00 e período de PBS de 11 anos, para um sistema com geração anual de 82.800 kWh. Adaramola (2014) obteve valor de LCOE igual a US\$ 0,103 por kWh gerado em sistemas conectados à rede no norte da Nigéria, com geração anual de 331.536 kWh. Destaca-se que com a redução dos custos iniciais de instalação o LCOE pode ser significativamente reduzido (ADARAMOLA, 2014). Tal fato também se aplica à realidade deste trabalho, o que evidencia a importância do desenvolvimento do mercado e de apoios governamentais para a implantação desses sistemas.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho, portanto, corrobora com a necessidade mundial de buscar novas alternativas para a geração de energia elétrica, visto a tendência de aumento da demanda e necessidade de condições mais sustentáveis de geração. Tal realidade implica em uma matriz energética mais diversificada e que faz melhor proveito de fontes renováveis, como por exemplo, a solar fotovoltaica.

Como resposta aos métodos aplicados aos cenários modelados neste trabalho, obteve-se que os cenários 4, 8, 12, 16, 20 e 24 são os que apresentam maior viabilidade econômica, se comparados aos semelhantes em TMA e capacidade de geração. Dentre estes, os cenários 16, 20 e 24, compostos pela maior potência instalada e relacionados à bandeira vermelha patamar 2, apresentam a maior TIR, de 2,79% ao mês. O VPL mais alto obtido é correspondente ao cenário 16, com valor de R\$ 334.502,27, e a diferença desse para o cenário 13, o menos favorável com mesma condição de TMA e capacidade instalada, é de apenas R\$ 20.508,45, o que indica boa atratividade para essas condições. Para a instalação do projeto de menor potência, a maior TIR obtida foi de 2,47% ao mês, também atrelada à bandeira vermelha patamar 2. Já o maior VPL obtido para essa condição foi de R\$ 185.409,35, no cenário 4, com variação de apenas 6,6367% para o cenário 1, de igual geração e TMA, porém o menos favorável devido a condição de bandeira vigente.

A estratégia de modelar diferentes cenários auxilia para trabalhos futuros à medida que torna essa análise mais ampla e, portanto, com maior possibilidade de aplicação a diferentes realidades. Destaca-se que a principal contribuição é para a implementação de projetos de geração fotovoltaica em empresas de médio porte no Brasil. Quanto à decisão final sobre a execução dos projetos, entende-se que o sistema com menor capacidade de geração, apesar de apresentar menor grau de atratividade, pode ser mais bem aproveitado com a adequação da demanda restante perante a companhia fornecedora. O sistema com maior capacidade geradora foi o que apresentou maior grau de atratividade, considerada a utilização de toda sua produção, condição que então é, portanto, interessante no caso da empresa expandir seu porte e consequente demanda.

Para concluir esse trabalho, afirma-se que o mesmo obteve sucesso quanto ao alcance do objetivo geral de analisar economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em uma indústria de médio porte. A partir de informações técnicas reais de consumo de energia elétrica, custos de investimento e média de geração, dimensionaram-se duas alternativas de sistemas fotovoltaicos que, para a condição de TMA igual a 2,0% utilizada pela empresa em estudo, mostraram-se viáveis em todos os cenários analisados.

REFERÊNCIAS

ADARAMOLA, M. S. Viability of grid-connected solar PV energy system in Jos, Nigeria. **Electrical Power and Energy Systems**, v.61, p. 64-69, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 414**. Brasília, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 687**. Brasília, 2015

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Matriz de Energia Elétrica**. 2019. Disponível em:
<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 29 ago. 2019.

- ARDIVEL, B. V. S.; Diretrizes para a análise de viabilidade econômico-financeira de empreendimentos imobiliários. **Revista Especialize On-line IPOG**, Goiânia, 2015.
- ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G.; **Curso de administração financeira**: manual do mestre. São Paulo: Atlas, 2009.
- AVILA, A. V.; **Matemática financeira e engenharia econômica**. Programa de Educação Tutorial de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão**. 2018. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPublico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores&aba=1>>. Acesso em: 24 nov. 2018.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Conversor de Moedas**. 2019. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/conversao>>. Acesso em: 9 jan. 2019.
- BLANK, L. T.; TARQUIN, A. **Engineering economy**. 6. ed. New York: McGraw-Hill, 2008.
- BRAGA, R. P. **Energia solar fotovoltaica**: fundamentos e aplicações. 64 f. Projeto (Graduação) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas e Custos dos Serviços**. 2018. Disponível em: <http://www.cee.com.br/pportal/cee/Archives/Upload/Tarifas_B-2018_71470.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2018.
- DAVI, G. E. A. Energy performance evaluation of a net plus-energy residential. **Energy and Buildings**, v. 120, p.19-29, 2016.
- DICIONÁRIO FINANCEIRO. **O que é depreciação na contabilidade?**. 2018. Disponível em: <<https://www.dicionariofinanceiro.com/depreciacao/>>. Acesso em: 11 nov. 2018
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota técnica DEA 13/15**: Demanda de Energia 2050. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro. 2016.
- FERREIRA, A. et al. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.1, p.181-191, 2018.
- GOLDEMBERG, J.; PALETTA, C. F. **Energias Renováveis**. São Paulo: Blucher, 2012.
- KANNAN, N.; VAKEESAN, D. Solar energy for future world: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.62, p.1092 – 1105, 2016.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Ações de estímulo à geração distribuída com base em fontes renováveis**. Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica. Brasília, 2015.
- LAI, C. S.; MCCULLOCH, M.; Levelized cost of energy for PV and grid scale energy storage systems. **Applied Energy**, 2016.
- LEE, J. et al. Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England. **Renewable Energy**, v.99, p.452-464, 2016.
- LI, Z.; BOYLE, F.; REYNOLDS, A. Domestic application of solar PV systems in Ireland: the reality of their economic viability. **Energy**, v.36, n.10, p. 5865-5876, 2011.
- MIGUEL, P. (Org.). **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. 2 ed. Rio de Janeiro: Elsevier: ABEPRO, 2012.

MONDAL, A. H.; ISLAM, S. Potential and viability of grid-connected solar PV system in Bangladesh. **Renewable Energy**, v.36, n.6, p.1869-1874, 2010.

NASCIMENTO, R. L.; **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. Estudo técnico. Câmara dos Deputados, Brasília, 2017.

NGAN, M. S.; TAN, C. W. Assessment of economic viability for PV/wind/diesel hybrid energy system in southern Peninsular Malaysia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, n.1, p.637-647, 2011.

NAKANO, Y. Engenharia Econômica e Desenvolvimento. **Revista de Administração de Empresas**, v. 7, n. 22, p.89-112, 1967.

PRATES, W. R. **Qual a diferença entre payback simples e descontado?**. 2016. Disponível em: < <https://www.wrprates.com/qual-e-a-diferenca-entre-payback-simples-e-descontado/>>. Acesso em: 12 ago. 2019.

PRODANOV, C.C.; DE FREITAS, E.C.; **Metodologia do Trabalho Científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. 2. ed. Novo Hamburgo: Feevale, 2013.

QUIZA, E. G.; **Engenharia econômica: aplicada à avaliação de projetos imobiliários**. Curso de Especialização em Gerenciamento de Obras, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Brasília, 2015.

TORRES, R.; **Matemática financeira e engenharia econômica: a teoria e a prática**. 94 f. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Curso de Matemática, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

UECKERDT, F. et al. System LCOE: What are the costs of variable renewables?. **Energy**, v. 63, p. 61 – 75, 2013.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2018**, 2018. Disponível em: < https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf>. Acesso em: 7 de outubro de 2018.

VALE, M. A. et al. Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida”. **Energy Policy**. v.292. p.10. 2017.